

Schutz in Netzen mit leistungselektronischer Einspeisung – Betrachtungen zu Einflussgrößen auf die Distanzmessung von Distanzschutzgeräten

C. Gererstorfer OVE, S. Stukelj, G. Stix OVE, W. Gawlik

Dezentrale Einspeisung ist zunehmend durch den Einsatz stromrichterbasierter Erzeugungsanlagen am Netzanschlusspunkt charakterisiert. Mittels dieser Technologie können zum Beispiel Windkraftanlagen den abgegebenen Wirk- und Blindleistungsanteil im Netzfehlerfall flexibel beeinflussen. Die Minimalanforderungen an das Verhalten werden durch technische Richtlinien festgelegt und sollen vor allem zu einer erhöhten Versorgungszuverlässigkeit beitragen. Die Auswirkungen dieses Verhaltens auf die Distanzmessung werden in diesem Artikel untersucht. Dazu wird ein generisches Windparkmodell betrachtet, welches über eine Freileitung an das Stromnetz gekoppelt ist. Auf dieser Leitung werden unsymmetrische Kurzschlüsse simuliert, um insbesondere die Auswirkungen eines Fehlerstrombeitrages ausschließlich im Mitsystem betrachten zu können. Auf Basis dieser Rahmenbedingungen wird der Einfluss verschiedener Parameter auf die Reaktanzmessung von Distanzschutzgeräten untersucht.

Schlüsselwörter: dezentrale Einspeisung; Umrichter; Distanzschutz; Distanzmessung; unsymmetrische Kurzschlüsse

Protection in electricity grids with inverter-based energy infeed – impact factors on the distance measurement of protection relays.

Distributed generation is often characterized by inverter-based feed-in. Due to this technology i.e. wind turbines are able to deliver active and reactive power in a very flexible manner during grid faults. Minimum requirements on control strategies are determined by technical guidelines providing higher security of supply. This paper investigates the impact of control strategies on distance measurement. Therefore a generic windpark model is being implemented, coupled to the electricity grid via overhead lines. Furthermore, the simulation of unsymmetrical faults shows the impact of positive sequence control during grid faults. Based on these facts the influence of various parameters on the distance measurement of distance protection relays is being investigated.

Keywords: distributed generation; inverter feed-in; distance protection; distance measurement; unsymmetrical faults

Eingegangen am 1. August 2016, angenommen am 17. Oktober 2016, online publiziert am 5. Dezember 2016
© The Author(s) 2016. Dieser Artikel ist auf Springerlink.com mit Open Access verfügbar



1. Einleitung

Ein starker Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) bedingt neue Herausforderungen an das historisch gewachsene zentral gespeiste Stromnetz und in diesem Zusammenhang auch an Schutzsysteme von Betriebsmitteln, im Speziellen an den Schutz von Leitungen. Damit gehen einerseits bidirektionale Energie- und Leistungsflüsse einher, andererseits sind moderne dezentrale Einspeisetechnologien stark durch den Einsatz von Umrichtern gekennzeichnet. Diese umrichterbasierenden Erzeugungsanlagen müssen im Falle einer Netzstörung gemäß länderspezifischen Mindestanforderungen für eine definierte Dauer am Netz bleiben (Fault-Ride-Through, FRT) und liefern somit einen Beitrag zum Kurzschlussstrom.

Die Netzkopplung von Photovoltaikanlagen erfolgt prinzipiell über Vollumrichter, und auch moderne Energieübertragungssysteme (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, HGÜ) basieren auf leistungselektronischen Komponenten. Windkraftanlagen (WKA) speisen ebenfalls häufig ihre erzeugte elektrische Leistung über Vollumrichter ein, wodurch sich ihr Kurzschlussverhalten stark von dem eines Synchrongenerators unterscheiden.

Insbesondere Umrichter mit Spannungswischenkreis lassen sich bezüglich ihres Verhaltens im Störfall vergleichsweise flexibel regeln.

Normative Vorgaben beschreiben dabei die Grenzen, innerhalb derer sich die Fehlerstrombeiträge im Mit- und Gegensystem sowie Wirk- und Blindstromanteilen befinden müssen.

Im Zuge des Ausbaus regenerativer Erzeugungsanlagen und dem Fortschreiten der Technologieentwicklung müssen Schutzfunktionen etwa von Distanzschutzgeräten überprüft und eventuell an das sich ändernde Umfeld angepasst werden.

2. Einflussgrößen auf die Distanzmessung

Distanzschutzgeräte ermitteln aus der errechneten Impedanz, gebildet aus den gemessenen Phasenströmen und Phasenspannungen, die Fehlerentfernung, an der ein Kurzschluss auftritt. Als maßgebende Größe für die Fehlerentfernung wird dabei die Reaktanz der errechneten

Gererstorfer, Christian, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, Österreich; **Stukelj, Simon**, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, Österreich; **Stix, Georg**, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, Österreich; **Gawlik, Wolfgang**, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, Österreich (E-Mail: gawlik@ea.tuwien.ac.at)

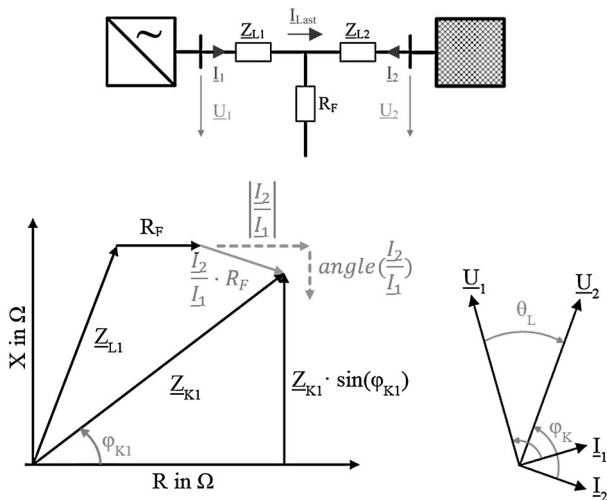


Abb. 1. Zweiseitig gespeister Kurzschluss, nach [6]

neten Kurzschlussimpedanz herangezogen. Diese Kurzschlussimpedanz wird im praktischen Einsatz jedoch von einigen Größen beeinflusst, wodurch der Distanzschutz den Netzfehler in einer teilweise stark vom Fehlerort abweichenden Fehlerentfernung sieht. Dadurch können falsche Auslöseentscheidungen vom Distanzschutz getroffen werden, was meist mit einem Verlust der Selektivität einhergeht. Man spricht von einer Unterreichweite (Underreach – Untergreifen), falls der Distanzschutz den Fehler aufgrund einer zu groß gemessenen Reaktanz in einer höheren Zone sieht und deshalb nicht in der vorgesehenen Zonenzeit auslöst. Des Weiteren spricht man von einer Überreichweite (Overreach – Übergreifen), falls ein Netzfehler aufgrund einer zu klein gemessenen Reaktanz in einer niedrigeren Zone gesehen wird und der Schutz zu schnell auslöst, obwohl sich der Fehler in einer höheren Zone befindet und von einem näheren Schutzorgan geklärt werden sollte. Im Zuge der durchgeführten Untersuchungen wurden einige Einflussgrößen auf die Distanzmessungen in Zusammenhang mit umrichterbasierenden Einspeisetechnologien behandelt. Hier sind der Einfluss der zweiseitigen Speisung auf einen Kurzschluss mit einem Fehlerwiderstand und der Einfluss der Lastübertragung auf dieses Szenario angeführt. Bei zweiseitiger Speisung entsprechend Abb. 1 auf einen Kurzschluss mit Fehlerwiderstand R_F , wirkt sich der durch den Fehlerstrom vom Gegenende erzeugte Spannungsabfall wie eine Zwischeneinspeisung aus. Die gemessene Impedanz wird unter der Vereinfachung, dass keine Lastübertragung stattfindet, durch einen zusätzlichen rein ohmschen Anteil (Fehlerströme in Phase) aufgrund des Fehlerstromes vom Gegenende verfälscht. Der zusätzlich gemessene Widerstand wird umso größer, je näher der Fehler am Gegenende liegt. Dies ist in Abb. 1 mit dem Impedanzzeiger $L_2/L_1 \cdot R_F$ veranschaulicht. Um eine Wirklastübertragung zu ermöglichen, müssen die Netzspannungen der beiden Seiten eine Phasenverschiebung aufweisen. In der Annahme, dass der linke Netzabschnitt mit dem Index 1 die wirkleistungssendende Seite ist, wird die Spannung \underline{U}_1 der Spannung \underline{U}_2 des rechten Netzabschnitts um einen Übertragungswinkel θ_L vorseilen. Aus dem Zeigerdiagramm in Abb. 1 erkennt man, dass bei näherungsweise gleichem Kurzschlusswinkel φ_K beider Seiten, die Teilkurzschlussströme um den Übertragungswinkel verschoben sind. Aus Sicht der leistungssendenden Seite neigt sich der Impedanzzeiger $L_2/L_1 \cdot R_F$ nach unten, wodurch ein Distanzschutz in der linken Station eine zu geringe Impedanz misst und somit zum Übergreifen neigt. Der Einfluss der Lastübertragung auf die Fehlmessung der Fehlerreaktanz und somit der Fehlerentfernung wird durch eine

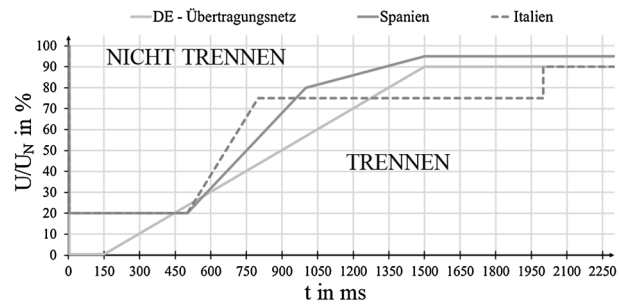


Abb. 2. FRT-Kennlinien; nach [3]

umrichterbasierende Einspeisetechnologie verstärkt, da die Beiträge der Teilkurzschlussströme von Umrichter und Netz bei einem Netz mit hoher Kurzschlussleistung stark unterschiedlich sind. Die Richtung des Impedanzzeigers $L_2/L_1 \cdot R_F$ hängt stark von der Regelstrategie der umrichterbasierenden Einspeisung ab, da die geforderte Blindleistungsbereitstellung des Umrichters im Fehlerfall maßgebenden Einfluss auf den Winkel des Stromes I_1 hat [6].

3. Technische Richtlinien

In vielen Ländern definieren Netzanschlussrichtlinien, wie sich umrichterbasierende Einspeisetechnologien im Fehlerfall verhalten müssen. Zu Gunsten der Netzstabilität und Versorgungszuverlässigkeit wurde festgelegt, dass sich Umrichter bei Spannungseinbrüchen erst nach einer festgelegten Zeit vom Netz trennen dürfen. Zusätzlich wird gefordert, dass sich in der Zeit, in welcher eine Netztrennung untersagt ist, ein Blindstrom zur Spannungsstützung eingespeist werden muss. In diesem Beitrag wurden die in Deutschland gültigen Richtlinien „Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber – TransmissionCode 2007“ [5] und die „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen – SDLWindV 2009“ [1] herangezogen, wobei Teile dieser Richtlinien ausschnittsweise hier angeführt sind.

3.1 Fault-Ride-Trough-Fähigkeit

Wie in der Einleitung erwähnt, dürfen sich DEA bei Spannungseinbrüchen nicht vom Netz trennen (FRT). Die Dauer des Spannungseinbruchs bis zu erlaubten Trennung vom Netz in Abhängigkeit der Netzspannung ist exemplarisch in Abb. 2 dargestellt.

Gemäß dem in Deutschland gültigen TransmissionCode 2007 [5], gilt die in Abb. 2 dargestellte Kennlinie nur für dreipolige Kurzschlüsse oder symmetrische Spannungseinbrüche im Hochspannungsnetz. In der SDLWindV 2009 [1] wurde die Forderung nach der Fähigkeit einer DEA, einen Netzfehler durchfahren zu können, auf unsymmetrische Netzfehler mit und ohne Erdberührung und unsymmetrische störungsbedingte Spannungseinbrüche ausgeweitet. Die FRT-Charakteristik in Abb. 2 berücksichtigt auf der Ordinate nur die größte der drei Leiter-Leiter Spannungen, wodurch bei unsymmetrischen Fehlern eine unzureichende Charakterisierung vorliegt. Eine Beschreibung in symmetrischen Komponenten ist besser geeignet, da beispielsweise bei einem einpoligen Fehler und starrer Sternpunktterdung eine der drei Leiter-Leiter Spannungen nahezu unverändert auf ihrem Vorfehler-Wert bleibt. [4, 5].

3.2 Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung

Neben der FRT-Fähigkeit fordert der TransmissionCode 2007 [5], dass DEA während eines Spannungseinbruchs einen zusätzlichen

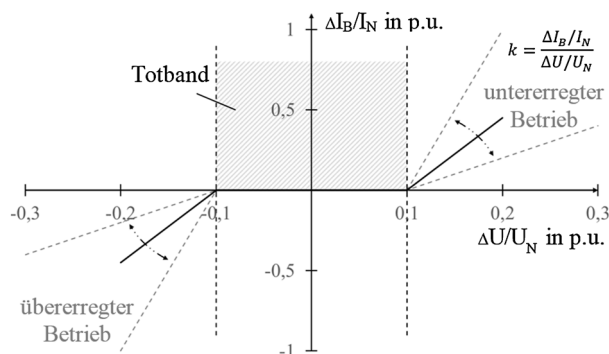


Abb. 3. Prinzip der Spannungsstützung; nach [1]

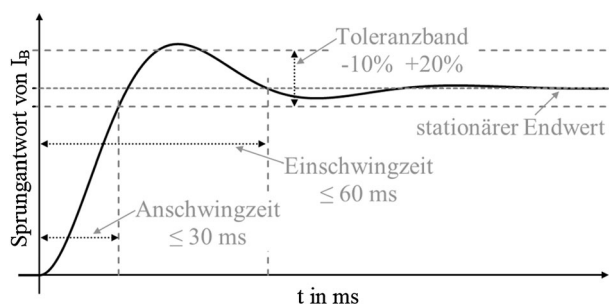


Abb. 4. Sprungantwort des Blindstromes; nach [1]

Blindstrom zur Verfügung stellen. Die SDLWindV [1] ergänzt den TransmissionCode 2007 [5] und es werden präzisere Anforderungen gestellt. In Abb. 3 sind die Anforderungen der SDLWindV [1] an die Blindstromeinspeisung bei Spannungsänderungen dargestellt. Diese Anforderungen beziehen sich nur auf die Größen im Mitsystem. Bei einer Spannungsänderung größer als die Grenze des Totbandes, wird bei einem Spannungsrückgang ein kapazitiver Blindstrom mit dem Verstärkungsfaktor k von der DEA eingespeist. Der Verstärkungsfaktor k beschreibt den Blindstromanteil, der proportional zum Rückgang der Mitsystemspannung eingespeist werden muss, wobei der Einstellbereich $2 \leq k \leq 10$ als Mindestanforderung festgelegt ist. Bei dreipoligen Fehlern muss ein Blindstrom von mindestens 100 % des Nennstromes möglich sein, der nur von der Stromtragfähigkeit der Anlage begrenzt werden soll. Bei einpoligen und zweipoligen Fehlern soll ein Blindstrom von mindestens 40 % des Nennstromes, begrenzt durch die Stromtragfähigkeit unter Berücksichtigung des gleichzeitig auftretenden Gegensystemstroms eingespeist werden. Zudem kann bei starken Spannungsabweichungen der Wirkstrom zugunsten des Blindstromes abgesenkt werden.

Zusätzlich zu den statischen Blindstrom-Einspeisevorgaben wurde in der SDLWindV [1] die Sprungantwort des Blindstromes auf einen Spannungssprung spezifiziert. Bei einer signifikanten Spannungsabweichung muss der Blindstrom mit einer Anschwingzeit von 30 ms das Toleranzband entsprechend Abb. 4 erstmalig erreichen. Die Einschwingzeit in das Toleranzband ist mit 60 ms spezifiziert, wobei während des Spannungserholungsvorganges keine Unstetigkeiten im Verlauf des Blindstromes stattfinden dürfen, da dies negative Einflüsse auf die Netzqualität nach sich zieht [1, 5].

4. Methodik und Modellbildung

Die Überprüfung der korrekten Arbeitsweise von Schutzfunktionen wird im Folgenden anhand von Abb. 5 erklärt.

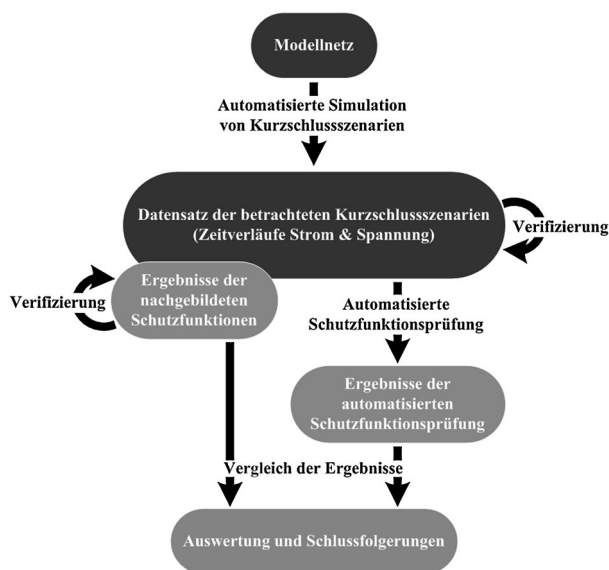


Abb. 5. Methodische Vorgangsweise; nach [2]

Zunächst wird eine Vielzahl an Kurzschlusszenarien mittels automatisierter Netzsimulationen betrachtet. Die Automatisierung wird in MATLAB® umgesetzt, wobei die Netzberechnung in SIMULINK® erfolgt. Alternativ kann auch Netzplanungssoftware wie beispielsweise PSS®SINCAL über COM-Schnittstellen angesteuert werden. Die Simulationsergebnisse werden aufbereitet und in gängigen Datenformaten sowie im standardisierten COMTRADE-Format abgespeichert.

Damit liegen Spannungs- und Stromverläufe der simulierten Kurzschlusszenarien vor. Diese Datensätze werden nach einer Verifizierung sowohl einer automatisierten Schutzfunktionsprüfung als auch nachgebildeten Schutzfunktionen zugänglich gemacht. Unter nachgebildeten Schutzfunktionen ist eine softwaremäßige Modellierung, zum Beispiel des Fehlerorters, nach dem Stand der Technik zu verstehen. Die Abarbeitung der Simulationsergebnisse durch den Prüfprozess geschieht wiederum in automatisierter Form. Dieser Automatismus beruht auf einem VBA-Programm in Microsoft Excel, welches mit der Programmierschnittstelle OMICRON CM Engine und dem Schutzprüfgerät OMICRON CMC356 kommuniziert. Die detaillierten Abläufe der automatisierten Simulations- und Prüfprozesse sind in [2] nachzulesen. Schließlich kann durch Vergleich und Analyse der Ergebnisse eine Aussage zur korrekten oder nicht korrekten Funktionsweise von Schutzalgorithmen gemacht werden.

4.1 Modellnetz

Das betrachtete Modellnetz entsprechend Abb. 6 stellt einen Windpark dar, welcher die Leistung über eine 50 km lange Freileitung in das übergeordnete 110 kV-Netz einspeist.

Als Kurzschlusszenario wird ein zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung in Phase L2 und L3 gewählt. Somit können unsymmetrische Fehlerfälle ohne Einfluss des Nullsystems und der Sternpunktbehandlung des Netzes betrachtet werden. Dabei wird die Fehlerdistanz x von 0 % bis 100 % der Leitungslänge in 5 %-Schritten, ausgehend vom Distanzschutzrelais R1, variiert. Abbildung 7 zeigt das zugehörige Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten.

Um die Fehlmessung der Reaktanz X (vgl. Abschn. 2) in Bezug auf unterschiedliche Kurzschlussverhalten von Umrichter zu untersuchen, werden die Kurzschlusszenarien mit einem Fehlerwiderstand R_F zwischen 0 Ω und 6 Ω simuliert. Die ermittelte Reaktanz ent-

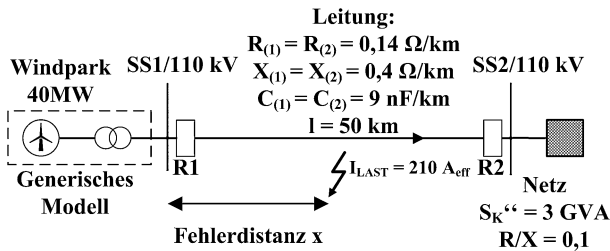


Abb. 6. Modellnetz

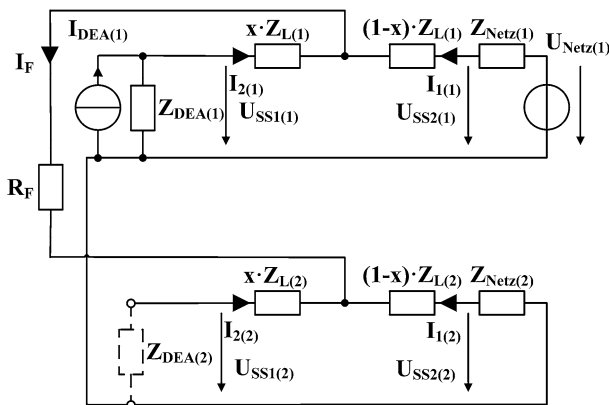


Abb. 7. Ersatzschaltbild des zweipoligen Kurzschlusses ohne Erdberührung L2-L3

spricht dabei dem Betrag des Imaginärteiles der Fehlerschleifenimpedanz, welche für einen zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung in L2-L3 folgendermaßen ermittelt wird:

$$\underline{Z}_{\text{Ph-Ph}} = \frac{\underline{U}_{\text{Ph-Ph}}}{\underline{I}_{\text{Ph-Ph}}}$$

$$\rightarrow \text{Kurzschluss L2-L3: } \underline{Z}_{\text{L2-L3}} = \frac{\underline{U}_{\text{L2}} - \underline{U}_{\text{L3}}}{\underline{I}_{\text{L2}} - \underline{I}_{\text{L3}}}$$

Für die Untersuchungen werden die mittels Simulation erzeugten Zeitverläufe der Phasenspannungen und -ströme an den Relaiseinbauorten R1 und R2 herangezogen. Die aus diesen Zeitverläufen gewonnen komplexen Zeiger, dienen anschließend zur Berechnung der Fehlerschleifenimpedanz.

4.2 Generisches Windparkmodell

Das generische Modell des Windparks (Abb. 8) wird durch in den drei Phasen separat ansteuerbare Stromquellen realisiert. Aus den drei gemessenen Phasenspannungen ($U_{L1, \text{Netz}}$, $U_{L2, \text{Netz}}$ und $U_{L3, \text{Netz}}$) werden deren Mit- und Gegensystemkomponenten ermittelt und mit einer Wirk- und Blindleistungsvorgabe zur Sollwertberechnung der Phasenströme genutzt. Als Eingangsgrößen der internen Regelung sind somit Soll- und Istwerte der Phasenströme im d/q -Koordinatensystem anzusehen. Die Regelung führt die Ausgangsströme entsprechend den zeitlichen Vorgaben der Abb. 4 nach.

Für diesen Beitrag wurde die Sollwertberechnung folgendermaßen implementiert:

- Wirkstrom im Fehlerfall gleich Vorfehlerstrom I_{NENN} (keine Spezifikation des Wirkstromes in der SDLWindV [1])
- Blindstromeinspeisung nach Abb. 4
- nur Mitsystemstromeinspeisung

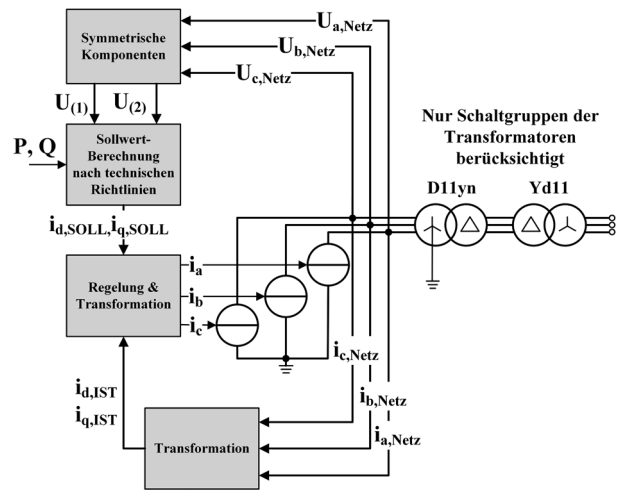


Abb. 8. Generisches Modell des Windparks

Tab. 1. Parametervariation

k	$I_{Q, \text{MAX}}$	I_{MAX}/I_{NENN}
0	$0,4 \cdot I_{NENN}$	1,0
2	$1,0 \cdot I_{NENN}$	1,1
4	n. a.	1,5

- Mindestanforderung an den Blindstrom: $1,0 \cdot I_{NENN}$ sowie $0,4 \cdot I_{NENN}$ (maximaler Blindstrom des Modells entspricht den Minimalanforderungen an den Blindstrom)

Die Strombegrenzung I_{MAX} kommt nur dann zu tragen, wenn der Wirkstrom und der Blindstrom zusammen den maximalen Anlagenstrom überschreiten, wobei als Konsequenz der Wirkstrom reduziert wird. Da der Wirk- und Blindstrom maximal I_{NENN} betragen kann, liefert eine höhere Strombegrenzung als $\sqrt{2} \cdot I_{NENN}$ keine veränderten Kurzschlussströme.

Die folgenden Simulationen wurden für unterschiedliche Verstärkungsfaktoren k , Minimalanforderungen an den Blindstrom und Strombegrenzungen I_{MAX} durchgeführt, welche in Tab. 1 angegeben sind.

Abbildung 9 zeigt beispielhaft die Spannungs- und Stromverläufe am Relaiseinbauort R1 für einen zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung bei einer Fehlerdistanz von 50 % der Leitungslänge sowie verschwindendem Fehlerwiderstand. Der Windpark speist während des Fehlers den Blindstrom mit einem Verstärkungsfaktor von $k = 2$, einem maximalen Blindstrom von $I_{Q, \text{MAX}} = 1,0 \cdot I_{NENN}$ sowie einer Strombegrenzung von $I_{\text{MAX}} = 1,5 \cdot I_{NENN}$ ein. In diesem Kurzschlusszenario wird aufgrund der geringen Blindstromeinspeisung die Strombegrenzung nicht aktiv.

5. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Falls am Kurzschlussort kein Fehlerwiderstand auftritt, führt dies zu keinen Fehlmessungen der Reaktanz, womit die ermittelte Reaktanz mit der anteiligen Leitungsreaktanz übereinstimmt.

Tritt ein Fehlerwiderstand am Kurzschlussort auf, wird für den netzseitigen Relaiseinbauort R2 die Reaktanz zu groß gemessen. Dabei ergeben sich aufgrund des geringen Kurzschlussstromes der Gegenseite für die betrachteten Kurzschlusszenarien geringe Fehlmessungen der Reaktanz. Die Ergebnisse der Reaktanz weichen mit steigendem Fehlerwiderstand R_F stärker von der Leitungsreaktanz ab.

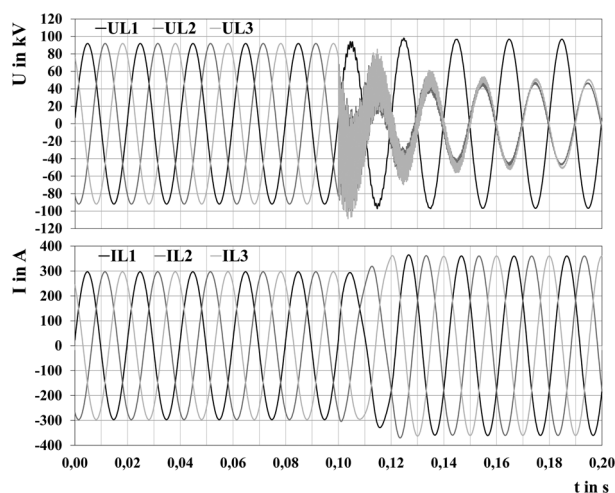


Abb. 9. Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung L2-L3; $k = 2$; $I_{Q,MAX} = 1,0 \cdot I_{NENN}$

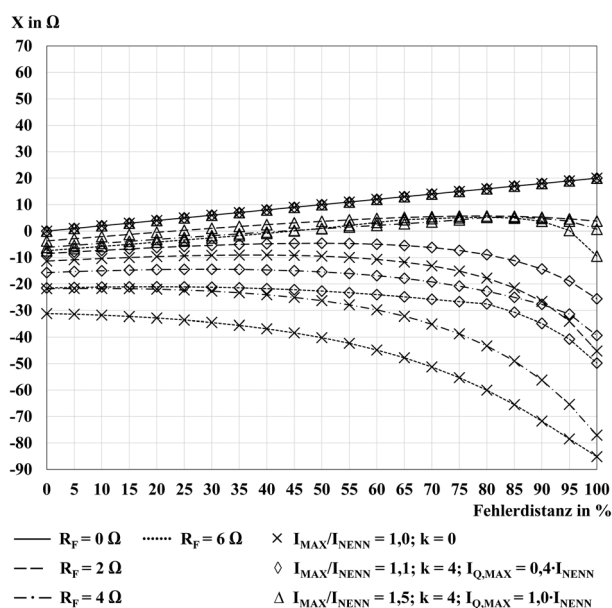


Abb. 10. Ermittelte Reaktanz in Abhängigkeit von Fehlerdistanz, Fehlerwiderstand und Wirkstromeinspeisung

Im Vergleich zum Relaiseinbauort R2 sind die Abweichungen der ermittelten Reaktanz am Relaiseinbauort R1 bedeutend größer. In Abb. 10 sind die Ergebnisse für eine reine Wirkleistungseinspeisung dargestellt. Da beim generischen Modell des Windparks der Wirkstrom im Fehlerfall gleich dem Anlagenennstrom ist, kommt es bei keiner zusätzlichen Blindstromeinspeisung ($k = 0$) für unterschiedliche Strombegrenzungen zu den gleichen Ergebnissen. Um ausschließlich die Auswirkungen eines größeren Kurzschlussstromes betrachten zu können, wurde der Wirkstrom im Kurzschluss mit I_{MAX} eingespeist. Der maximale Wirkstrom ist bei hohen Fehlerwiderständen durch die abgebbare Wirkleistung beschränkt, wobei dies für Abb. 10 nicht berücksichtigt wurde. Es zeigt sich, dass mit größerem Kurzschlussstrom die Fehlmessungen der Reaktanz geringer werden. Somit würde der größere Kurzschlussstrom eines Synchrongenerators gleicher Leistung zu geringeren Fehlmessungen führen.

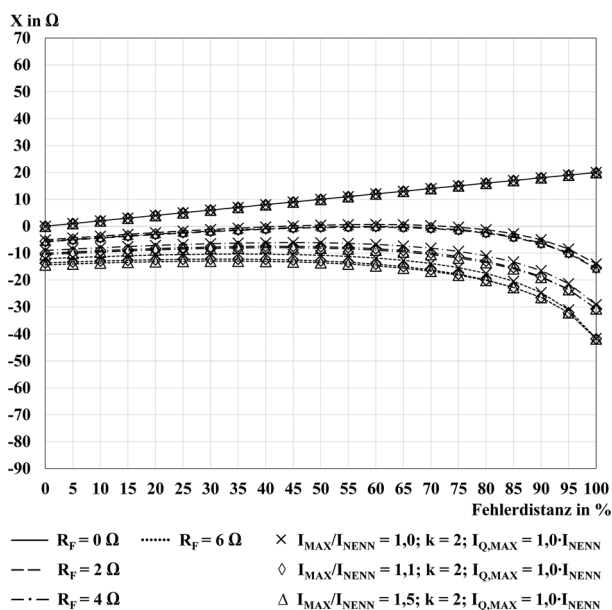


Abb. 11. Ermittelte Reaktanz in Abhängigkeit von Fehlerdistanz, Fehlerwiderstand und maximalem Kurzschlussstrom bei $k = 2$

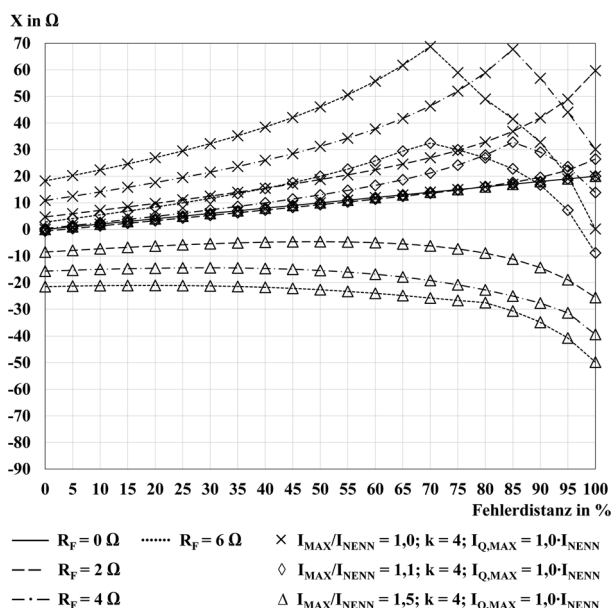


Abb. 12. Ermittelte Reaktanz in Abhängigkeit von Fehlerdistanz, Fehlerwiderstand und maximalem Kurzschlussstrom bei $k = 4$

Für die nachfolgenden Betrachtungen wird ein Blindstrom von $1,0 \cdot I_{NENN}$ angenommen, um die Auswirkungen einer Blindstromeinspeisung darstellen zu können. Abbildung 11 und Abb. 12 stellen die Ergebnisse der ermittelten Reaktanz für einen Verstärkungsfaktor k von 2 und 4 dar. Wie aus Abb. 11 ersichtlich, verringern sich die Fehlmessungen bei einer Blindstromeinspeisung im Vergleich zu Abb. 10. Abbildung 11 zeigt, dass bei einem höheren Verstärkungsfaktor k und der damit verbundenen Reduktion des Wirkstromes die Ergebnisse für unterschiedliche Strombegrenzungen stärker variieren. Der Grund hierfür ist, dass bei einem höheren Blindstrom aufgrund der Strombegrenzung der Wirkanteil des Kurzschlussstromes verringert wird und sich somit der Winkel des Kurzschlussstromes

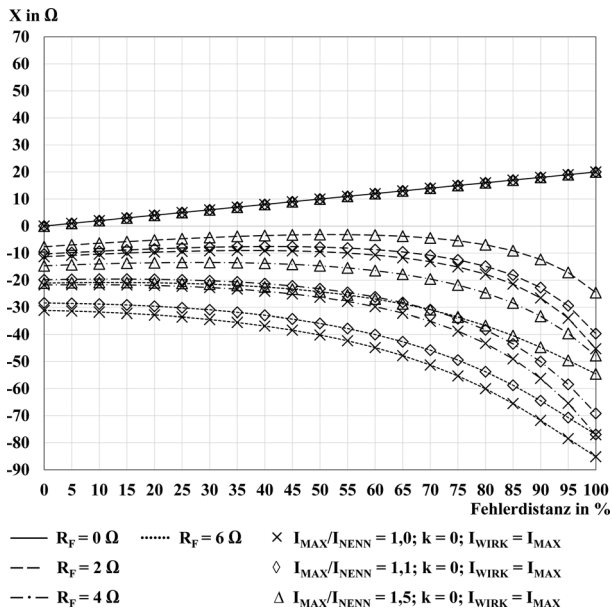


Abb. 13. Ermittelte Reaktanz in Abhängigkeit von Fehlerdistanz, Fehlerwiderstand und maximalem Kurzschlussstrom von $I_{MAX} = 1,5 \cdot I_{NENN}$ bei $k = 0$; $k = 4$ für $I_{Q,MAX} = 0,4 \cdot I_{NENN}$; $k = 4$ für $I_{Q,MAX} = 1,0 \cdot I_{NENN}$

stärker verändert. Abhängig vom maximalen Kurzschlussstrom können durch einen passend gewählten Verstärkungsfaktor die Fehlmessungen der Reaktanz verringert werden.

In Abb. 13 werden die Auswirkungen der Minimalanforderung an den Blindstrom laut SDLWindV [1] dargestellt. Es zeigt sich, dass bei geringeren Mindestanforderungen an den Blindstrom, die Fehlmessungen für die betrachteten Kurzschlusszenarien größer sind.

Die Ergebnisse der nachgebildeten Schutzfunktionen wurden durch Schutzprüfungen an Distanzschutzgeräten evaluiert. Es zeigt sich, dass die Abweichungen der erwarteten Ergebnisse der nachgebildeten Schutzfunktionen im Vergleich zu den Ergebnissen der Schutzprüfungen auch bei großen Fehlerdistanzen geringer als $0,3 \Omega$ sind.

Autoren



Christian Gererstorfer

geboren 1987, absolvierte das Masterstudium der Energietechnik an der Technischen Universität Wien, Österreich. Seit Dezember 2012 arbeitet er als Projektassistent am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe in der Arbeitsgruppe Elektrische Anlagen an der TU Wien. Zu seinen Forschungsgebieten gehören die Schutztechnik und dynamische Simulationen von elektrischen Netzen.

Zusammenfassend sei gesagt, dass sich die Fehlmessungen der Reaktanz durch umrichterbasierende Einspeisetechnologien gegenüber einer konventionellen Einspeisung verstärken und diese stark vom Kurzschlussverhalten des Umrichters abhängig sind.

6. Ausblick

Die vorgestellten Ergebnisse werfen die Frage auf, ob für umrichterbasierende Einspeisung andere Verfahren zur Ermittlung der Fehlerdistanz besser geeignet sind. In weiterer Folge sollen am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe die Auswirkungen auf andere Funktionen von Distanzschutzgeräten einer genaueren Untersuchung unterzogen werden. Beispielsweise ist bei der Überstromanregung eine phasenselektive Auslösung durch reine Mitsystemstromeinspeisung nicht möglich. Ebenso sollen die Auswirkungen der Vorgaben der neuen Anwenderrichtlinie VDE-AR-N 4120 betrachtet werden, bei der ein Gegensystem im unsymmetrischen Fehlerfall gefordert wird.

Open Access This article is distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International License (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided you give appropriate credit to the original author(s) and the source, provide a link to the Creative Commons license, and indicate if changes were made.

Literatur

1. BGBl (Bundesgesetzblatt) (2009): Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV, Lesefassung vom 27.05.2009.
2. Gererstorfer, C., Stukelj, S., Gawlik, W. (2016): In Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen, 14. Symposium Energieinnovation, 10.–12.02.2016, Graz/Austria, TU-Wien.
3. Iov, F., Hansen, A. D., Sørensen, P. E., Cutululis, N. A. (2007): Mapping of grid faults and grid codes, Roskilde, RISO, DTU, Tech. Rep. RISO-R-1617(EN).
4. Neumann, T., Erlich, I. (2013): Einspeiseverhalten von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten während unsymmetrischer Netzfehler, Berlin, Internationaler ETG-Kongress, ETG-Fachbericht 139.
5. VDN (2007): TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007, Berlin, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW.
6. Ziegler, G. (2008): Digitaler Distanzschutz (2. Aufl.). Erlangen: Publics Corporate Publishing. Kapitel 3.5.



Simon Stukelj

absolvierte das Masterstudium der Energietechnik an der Technischen Universität Wien, Österreich. In seiner Diplomarbeit befasste er sich mit der Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Strom auf Haushaltsebene. Seit dem Jahr 2014 ist er als Projektassistent am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien tätig. Zu seinen Forschungsinteressen gehört neben erneuerbarer Energieerzeugung und deren effizienten Verteilung sowie Verbrauch auch die Auswirkung von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Netzschutzeinrichtungen im Fehlerfall.



Georg Stix

geboren 1987, absolvierte das Masterstudium der Energietechnik an der Technischen Universität Wien, Österreich. Seit dem Jahr 2014 arbeitet er als Projektassistent und in weiterer Folge als Universitätsassistent am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe in der Arbeitsgruppe Elektrische Anlagen an der TU Wien. Zu seinen Forschungsgebieten gehören die Schutztechnik und Power

Hardware-In-the-Loop-Simulationen in elektrischen Netzen.



Wolfgang Gawlik

geboren 1971, studierte an der Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg, Deutschland, Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik. Nach Abschluss des Studiums 1997 war er zwei Jahre als Konstrukteur für Turbogeneratoren und stellvertretender Gruppenleiter Neukonstruktion bei der Siemens AG, Generatorenwerk Erfurt tätig. Von 1999 bis 2004 war er Wissenschaft-

licher Mitarbeiter und Wissenschaftlicher Assistent am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der FAU Erlangen-Nürnberg und promovierte dort 2004. Bis zu seiner Berufung als Universitätsprofessor für Energiesystemtechnik an der Technischen Universität Wien 2011 war er als Senior Key Expert System Dynamics und Projektmanager bei Siemens Power Technologies International, Erlangen, tätig. Seine Forschungsschwerpunkte umfassen Supergrids, Smart Grids/Microgrids und Elektromobilität, Universal Grids und Software zur Analyse, Planung und stationären und dynamischen Modellierung von Netzen.